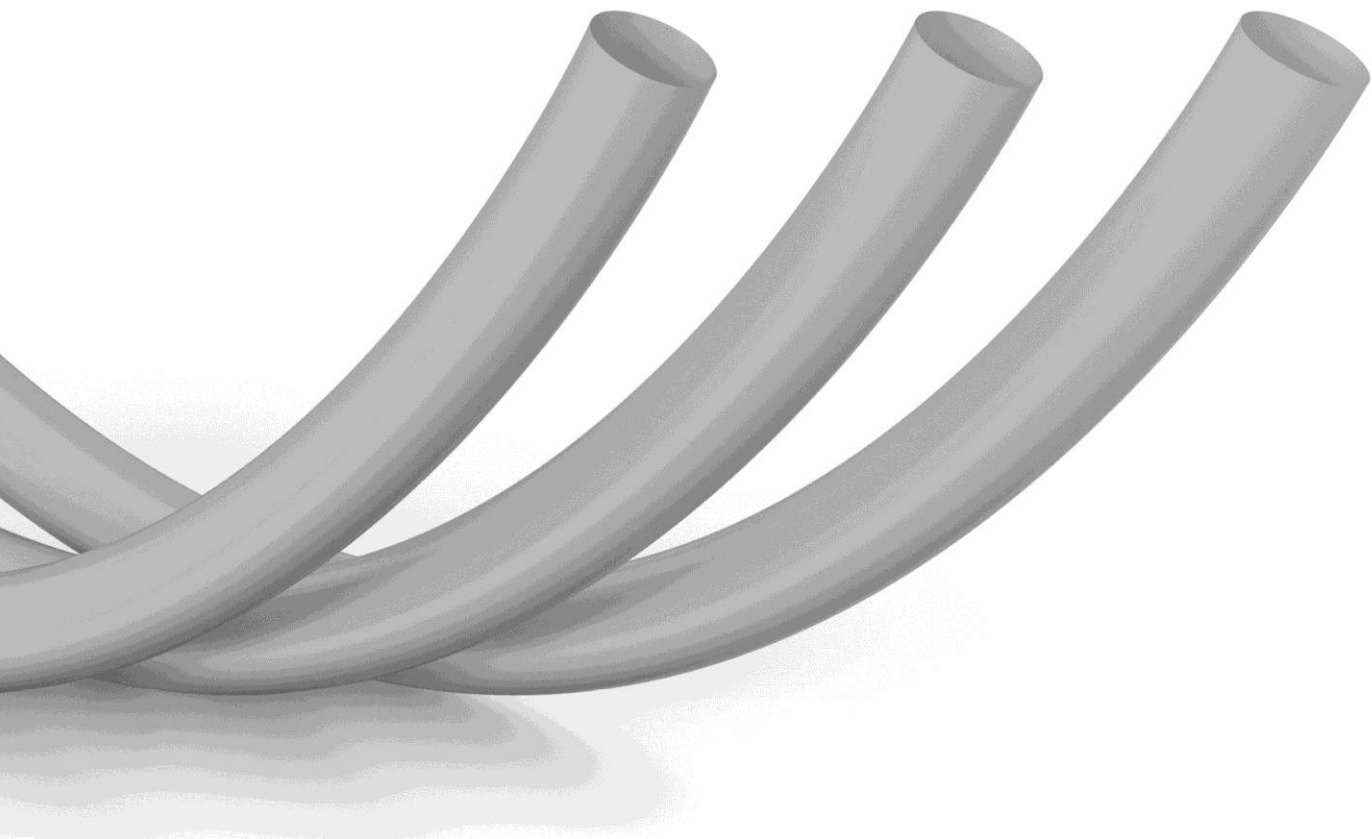




**Valutazioni sui costi e sulla possibile remunerazione degli interventi per consentire la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, ai fini dell'attuazione del DM 14.02.2017**

*Elisabetta Garofalo, Salvatore Guastella, Giulio Mela, Ettore Lembo*

Febbraio 2018



*Indice*

<b>1</b>	<b>SCOPO .....</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>COSTO EVITATO EFFICIENTE .....</b>	<b>2</b>
2.1	Consumo specifico efficiente .....	3
2.1.1	Consumo di combustibile nei gruppi diesel in esercizio nelle Isole Minori.....	3
2.1.2	Esame del consumo specifico di generatori diesel di nuova realizzazione .....	7
2.1.3	Valutazioni sul consumo efficiente .....	9
2.2	Costo del combustibile e incidenza dei costi di trasporto .....	10
2.3	Costo evitato efficiente per le isole minori.....	14
<b>3</b>	<b>VALUTAZIONE DEL COSTO DEGLI INTERVENTI E VALORIZZAZIONE DALLA REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI FER PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA O TERMICA NELLE ISOLE MINORI.....</b>	<b>16</b>
3.1	Analisi dei costi .....	16
3.2	Valutazione dei costi .....	18
3.3	Impianti con Pannelli Solari Termici .....	20
	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>22</b>
	<b>ALLEGATO A .....</b>	<b>23</b>

## 1 SCOPO

Nel presente documento sono presentati i risultati dello studio condotto da RSE in supporto alle attività istruttorie svolte da ARERA per la definizione della remunerazione spettante ai gestori degli impianti di produzione di energia elettrica e termica ubicati nelle Isole Minori italiane non interconnesse alla rete elettrica nazionale, in attuazione di quanto previsto all'articolo 4 del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 14 febbraio 2017.

In particolare sono state condotte analisi finalizzate a proporre metodologie ed elementi per la definizione del "costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta" (nel seguito "costo evitato efficiente"); costo che, secondo il succitato articolo, costituisce il riferimento per la valorizzazione dell'energia prodotta dagli impianti da Fonte Energetica Rinnovabile (FER) da remunerare. Sono state altresì condotte analisi dello stato dell'arte dei costi di installazione ed esercizio di impianti FER inseribili nel contesto isolano, al fine di determinare l'entità della remunerazione economicamente sostenibile delle varie tipologie di impianti FER.

## 2 COSTO EVITATO EFFICIENTE

Ai fini delle considerazioni di seguito riportate per le isole minori, per **costo evitato efficiente** si intende il costo del combustibile risparmiato da un generatore diesel efficiente per effetto del minor consumo di energia elettrica dovuto all'introduzione di impianti FER nel sistema energetico isolano.

In termini unitari, tale valore è dato dal prodotto tra il **consumo specifico efficiente (CSPEC)** -ovvero il rapporto tra quantità di combustibile consumato per unità di energia elettrica prodotta (kg/kWh)- e il **costo del combustibile consumato (€/kg)**.

Scopo delle analisi di seguito presentate è quello di individuare approcci metodologici per la determinazione del consumo specifico efficiente e del costo del combustibile applicabili al caso specifico delle isole minori, e di valutare conseguentemente l'opportunità di adottare opzioni differenziate per isola o gruppi di isole, come previsto dal decreto MiSE.

I dati delle isole utilizzati per le analisi che seguono, sono stati resi disponibili dalla CSEA, per quanto riguarda le isole gestite dalle Imprese Elettriche Minori (IEM), e da Enel, per le 8 isole di propria competenza (Tabella 1). Tutti i gestori hanno fornito i dati relativi al proprio parco di generazione (per ogni unità installata: Potenza nominale, Pgen, anno di entrata in esercizio, ore totali di utilizzo, ore di utilizzo per l'anno 2016 e consumo specifico medio dell'anno 2016), nonché, per il periodo 2010-2016, i valori annui di energia prodotta, di combustibile consumato e dei costi di acquisto del combustibile.

**Tabella 1 - Isole considerate nello studio.**

<b>Isole IEM</b>	<b>Isole Enel</b>
Favignana	Capraia
Levanzo	Ventotene
Marettimo	Alicudi
Lampedusa	Filicudi
Linosa	Salina (Impianto di Malfa)
Tremiti - S. Domino	Salina (Impianto di Santa Maria)
Lipari	Panarea
Ponza	Stromboli (Impianto di Stromboli)
Pantelleria	Stromboli (Impianto di Ginostra)
Ustica	Vulcano

## 2.1 Consumo specifico efficiente

Le valutazioni del consumo specifico efficiente sono basate su un confronto tra i risultati dell'analisi delle prestazioni energetiche del parco di generazione esistente e quelle di generatori diesel attualmente disponibili sul mercato, aventi potenza e caratteristiche tecniche compatibili con il parco di generazione isolano attuale.

### 2.1.1 Consumo di combustibile nei gruppi diesel in esercizio nelle Isole Minori.

Il campione sottoposto ad analisi è composto da 93 generatori diesel, su un totale di 124 censiti. Dall'analisi sono stati esclusi i generatori diesel di Giglio, Lipari e Ginostra per mancanza dei dati puntuali di consumo specifico, e 2 generatori diesel che risultavano non utilizzati nel 2016.

Si è proceduto in prima istanza ad indagare la dipendenza dei consumi specifici medi dichiarati per le diverse unità di generazione ( $C_{DIC}$ ) dai seguenti parametri:

- età del generatore diesel,
- ore annuali di utilizzo (anno 2016),
- potenza nominale ( $P_{NOM}$ ) del generatore diesel.

Dall'analisi dei dati è emersa una sostanziale indipendenza del consumo specifico  $C_{DIC}$  dall'età dei gruppi e dalle ore annuali di utilizzo (Fig. 1 e 2).

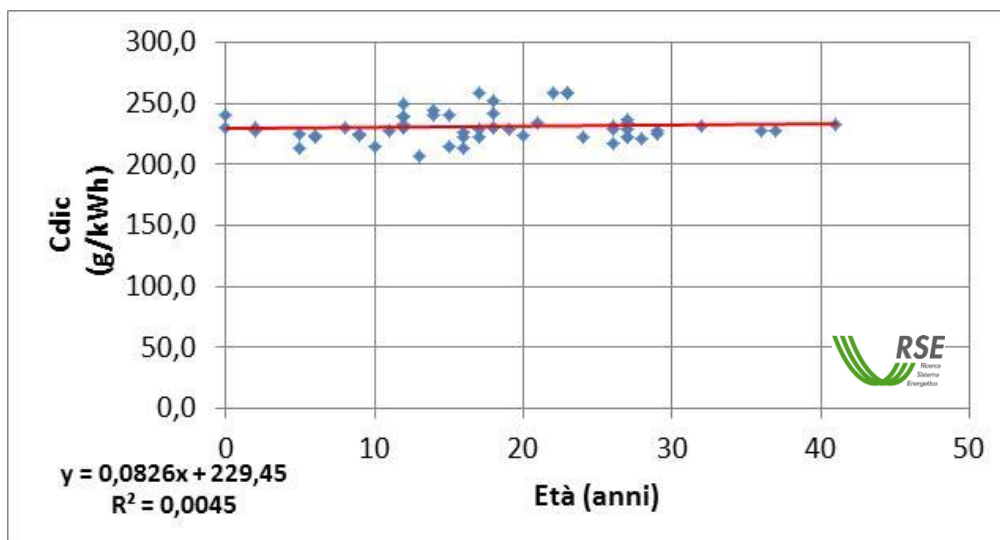


Figura 1 - Andamento del Consumo specifico dei generatori in esercizio rilevato nel 2016 in funzione degli anni di funzionamento.

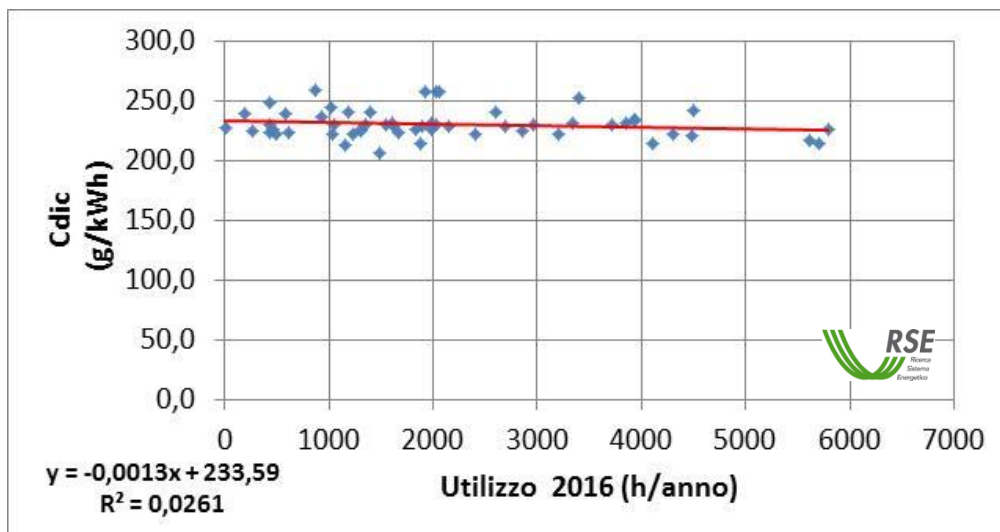


Figura 2 - Andamento del Consumo specifico dei generatori in esercizio rilevato nel 2016 in funzione delle ore di utilizzo 2016.

Per quanto riguarda la Potenza nominale  $P_{NOM}$ , è possibile rilevare invece una relazione di dipendenza logaritmica con il consumo specifico  $C_{DIC}$  (Fig. 3), anche se i punti risultano piuttosto dispersi intorno alla linea di best-fit (coefficiente di determinazione  $R^2 = 0,4486$ ).

E' stato verificato che la correlazione non risulta migliorata dall'eliminazione dei valori a maggiore scostamento dalla curva di best-fit (*outliers*) ovvero i valori che rappresentano i gruppi elettrogeni caratterizzati da prestazioni meno brillanti.

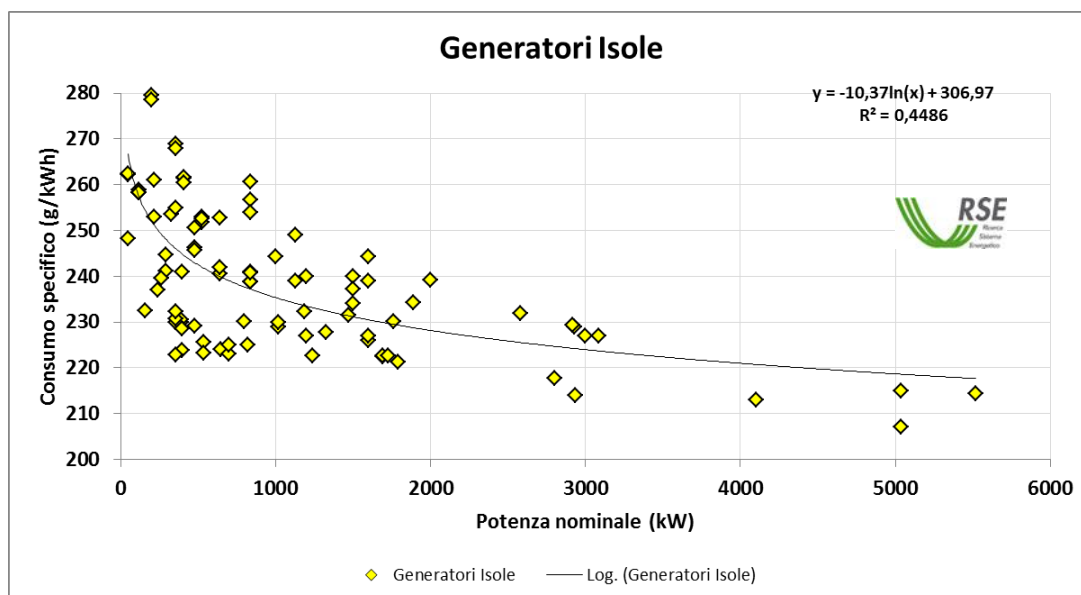


Figura 3 - Consumo specifico dichiarato per ciascun generatore diesel (n = 93) in uso nelle isole in funzione della potenza nominale. Non sono compresi i generatori diesel dell'isola del Giglio, Ginostra e Lipari per mancanza dei dati puntuali.

Si è quindi passati a valutare la relazione di dipendenza consumo specifico-potenza nominale, riferita al sistema di generazione complessivo di ciascuna isola.

Per questa analisi sono state prese in considerazione le seguenti grandezze:

- per la potenza

**Media  $P_{NOM}$ :** Potenza nominale media calcolata sull'insieme dei generatori attualmente in uso nell'isola;

**Media ponderata  $P_{NOM}$ :** calcolata in base all'utilizzo in ore/anno di ciascun generatore diesel

- per il consumo specifico

**Consumo specifico medio nel 2016:**

calcolato dal rapporto tra consumo di combustibile e produzione elettrica totale nell'anno

**Media consumi specifici nel periodo 2010-2016:**

valore medio del periodo dei consumi specifici medi annui.

**Tabella 2 – Valori di Potenza media e consumo specifico considerati nelle analisi di correlazione.**

Isola	Media $P_{NOM}$ (kW)	Media Ponderata $P_{NOM}$ (kW)	Consumo specifico medio 2016 (g/kWh)	Media consumi specifici 2010-2016 (g/kWh)
Favignana	1.627,6	1.632,1	222,3	222,4
Lampedusa	2.820,5	2.672,6	219,4	216,7
Levanzo	177,3	161,7	251,6	252,9
Linosa	435,3	421,4	227,2	226,9
Marettimo	330,7	353,5	231,0	241,1
Pantelleria	3.128,4	3.693,8	221,2	217,5
Ponza	1.262,7	1.373,3	237,2	231,5
Lipari	1.700,3	1.679,3	222,2	222,3
Tremiti	657,3	645,0	239,0	237,0
Ustica	933,6	903,2	225,7	225,9
Giglio/Giannutri	907,5	887,5	230,2	234,1
Alicudi	166,7	146,2	302,9	281,6
Filicudi	329,3	368,7	259,6	264,9
Capraia	478,0	509,8	255,4	252,6
Malfa	1550,0	1559,1	244,3	241,4
Panarea	76,0	59,9	248,6	245,5
Salina	1.195,0	1098,9	237,1	239,1
Stromboli	714,7	718,2	254,0	254,2
Ventotene	1.220,0	1274,7	241,1	240,1
Vulcano	480,0	480,0	238,5	235,6

Nei grafici da Figura 4 a Figura 7 sono riportati i best-fit delle correlazioni ottenute fra i parametri sopra indicati. Si specifica che sono qui presentate le relazioni risultanti dopo l'esclusione dei dati relativi ai generatori diesel di Ginostra, poiché il loro consumo specifico è stato ritenuto anomalo rispetto agli altri.

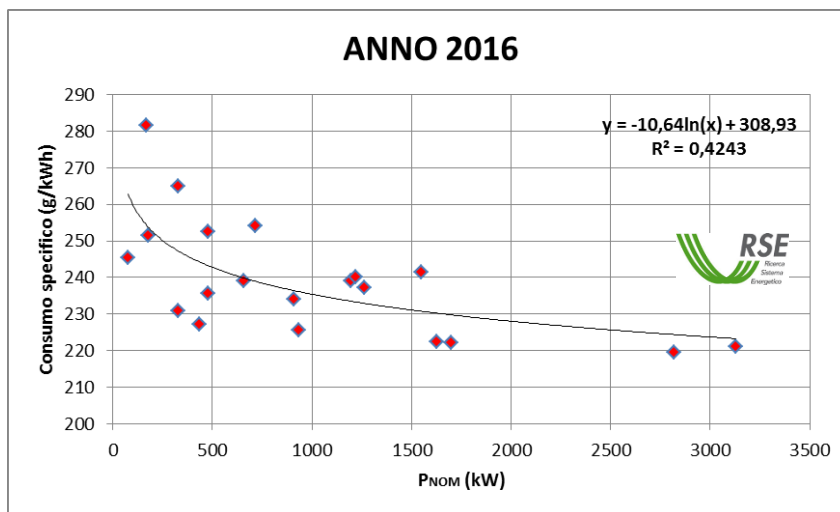


Figura 4 – Relazione tra il consumo specifico medio rilevato per ciascuna isola e la potenza nominale media installata (per l'anno 2016).

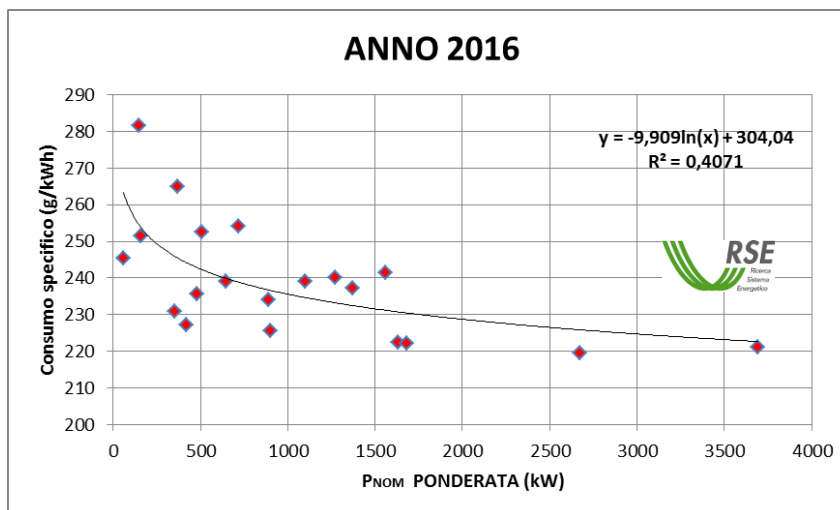


Figura 5 – Relazione tra il consumo specifico medio rilevato per ciascuna isola e la potenza nominale media ponderata sulle ore di funzionamento (per l'anno 2016).

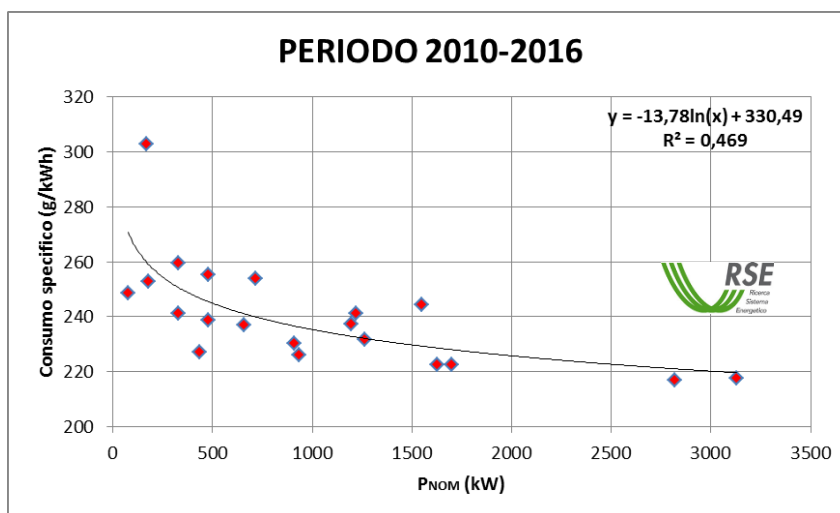


Figura 6 – Relazione tra il consumo specifico medio annuo di ciascuna isola e la potenza nominale media installata (per il periodo 2010-2016).

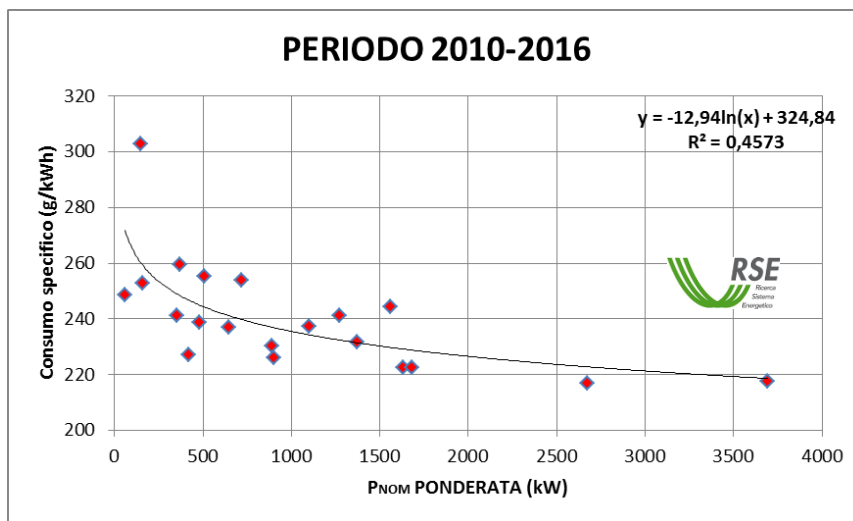


Figura 7 – Relazione tra il consumo specifico medio annuo di ciascuna isola e la potenza nominale media ponderata sulle ore di funzionamento (per il periodo 2010-2016).

Dai grafici precedenti si evince che la miglior relazione si ha per i dati di consumo specifico mediato nel periodo 2010-2016:

$$C_{SPEC} = -13,78 * \ln(P_{NOM}) + 330,49 \quad (R^2 = 0,469) \quad [1]$$

L'utilizzo della Potenza media ponderata non migliora la correlazione, sia nel caso si considerino i dati dell'anno 2016, sia dati medi del periodo 2010-2016.

Le relazioni ottenute in queste analisi sono formalmente analoghe a quella proposta dall'Autorità nel DCO 598/14 <sup>(1)</sup>, ma presentano coefficienti di determinazione R<sup>2</sup> significativamente inferiori. Tuttavia, questo è giustificato dalla diversa composizione del campione considerato nel DCO 598/14 che comprendeva le sole isole IEM. Infatti, se si escludono dai dati esaminati nel presente studio quelli relativi alle isole Enel, si ottiene la relazione

$$C_{SPEC} (IEM) = -11,02 * \ln(P_{NOM}) + 304,76 \quad [2]$$

che presenta un coefficiente R<sup>2</sup> = 0,8259 del tutto in linea con la relazione del DCO 598/14.

Si fa notare che gli andamenti delle varie funzioni di best-fit differiscono consistentemente nei valori a bassa potenza nominale, come si evince dal diverso valore dell'intercetta con l'asse delle potenze. Pertanto, la scelta di una funzione di best fit piuttosto che un'altra comporta variazioni consistenti dei C<sub>SPEC</sub> riconosciuti per bassi valori di potenza nominale.

### 2.1.2 Esame del consumo specifico di generatori diesel di nuova realizzazione

Al fine di valutare l'efficienza dei consumi specifici del parco generazione attuale, sono stati esaminati i dati di consumo specifico dichiarati da alcuni costruttori/venditori di gruppi elettrogeni, nel range di potenza nominale compreso tra alcune decine di kW a oltre 2 MW.

In particolare, sulla base di dati raccolti presso alcuni Gestori e sul web per prodotti CATERPILLAR, PRAMAC e FG WILSON si è provveduto a valutare il consumo specifico per classi di potenza di tali generatori diesel.

Tra i valori di consumo riportati nella documentazione tecnica, per ogni generatore diesel si è preso in considerazione quello relativo al funzionamento al 75% (Consumo specifico<sub>75%</sub>) del carico nominale

<sup>1</sup> Consumo specifico = -5,46 \* ln (P<sub>NOM</sub>) + 265,79 R<sup>2</sup>=0,8181 (DCO 598/14)



$P_{NOM}$  <sup>(2)</sup>. Tale riferimento è stato ritenuto maggiormente rappresentativo delle reali condizioni di funzionamento dei generatori diesel operanti nelle isole e, pertanto, maggiormente adatto ai fini di un confronto con i consumi reali medi osservati da tali impianti di produzione.

Poiché in genere la documentazione tecnica riporta il consumo espresso in l/h, per la conversione in g/kWh la relazione adottata è stata la seguente:

$$\text{Consumo specifico [g/kWh]} = \text{Consumo specifico}_{75\%} \text{ [l/h]} * 0,84 \text{ kg/l} / (P_{NOM} * 0,75) * 10^3 \quad [3]$$

in cui il valore 0,84 kg/l rappresenta il peso specifico del gasolio .

E' da osservare che per la scelta dei generatori diesel commerciali da considerare nelle valutazioni sono stati esclusi quelli che, sulla base dei dati dichiarati, mostravano consumi specifici di combustibile anomali (ad es. consumi relativi al funzionamento al 100% del carico inferiore a quello inerente al regime di funzionamento del 75%).

I risultati di tali valutazioni sono sintetizzati nelle classi di potenza della Tabella 3 in cui:

**Pn** è il valore centrale della classe di potenza di riferimento dei gruppi elettrogeni;

**Pn\_inf** è l'estremo inferiore del range della classe di potenza con valore centrale Pn (Pn\_inf = 0,9 Pn);

**Pn\_sup** è l'estremo superiore del range della classe di potenza con valore centrale Pn (Pn\_sup = 1,1 Pn);

**Nr. Gruppi** il numero di gruppi rientranti e quindi considerati per la singola classe di potenza

**Consumo specifico medio 75% Pn**

il consumo specifico della classe di potenza ottenuto come media dei consumi specifici dei gruppi, relativi al funzionamento al 75% del carico (in g/kWh)

**Tabella 3 – Consumo specifico medio a regime di funzionamento pari al 75% della Pn dei Generatori diesel commerciali.**

<b>Pn</b>	<b>Pn-inf</b>	<b>Pn_sup</b>	<b>Nr. gruppi</b>	<b>Consumo specifico medio 75% Pn</b>
<b>(kW)</b>	<b>(kW)</b>	<b>(kW)</b>	<b>(-)</b>	<b>(g/kWh)</b>
50	45	55	2	273,0
75	68	83	2	245,0
150	135	165	7	246,5
300	270	330	9	225,3
500	450	550	1	228,9
750	675	825	1	222,7
1.000	900	1.100	7	226,1
1.250	1.125	1.375	6	220,5
1.500	1.350	1.650	7	234,4
1.750	1.575	1.925	5	216,7
2.000	1.800	2.200	4	217,7
2.250	2.025	2.475	3	209,7
2.500	2.250	2.750	2	207,7

<sup>2</sup> Di solito i dati di consumo (l/h) forniti riguardano il funzionamento al 100% e al 75% del carico.

Nel seguente grafico è riportata la dispersione dei consumi specifici medi in funzione della P<sub>nom</sub> unitamente alla relazione logaritmica di best-fit.

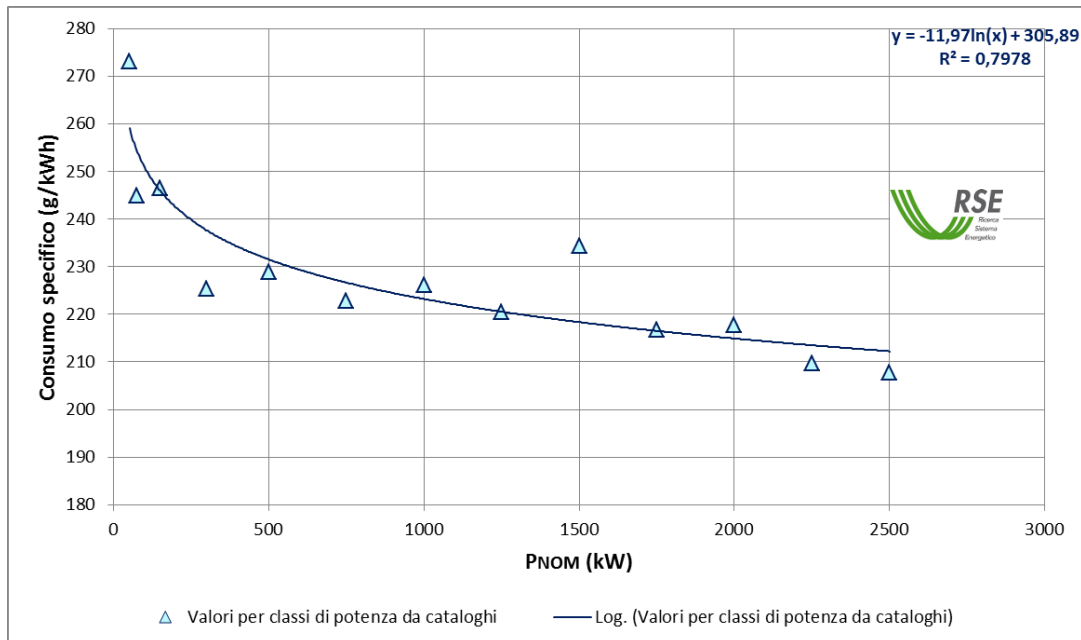


Figura 8 – Consumo specifico medio dei generatori nuovi per classi di potenza.

### 2.1.3 Valutazioni sul consumo efficiente

Nel grafico seguente sono messe a confronto le due curve C<sub>SPEC</sub> vs P<sub>NOM</sub> ottenute dalle analisi presentate, rispettivamente per il sistema di generazione in esercizio nelle isole e per i nuovi generatori (regime 75%).

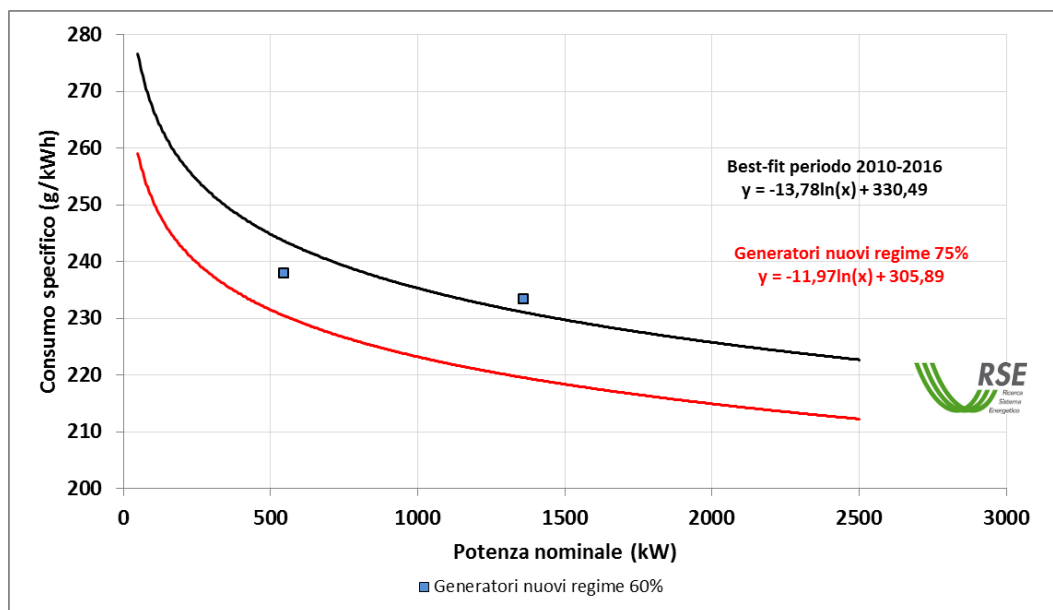


Figura 9 – Confronto tra le curve di best-fit dei sistemi di generazione delle isole (linea nera) e dei generatori di nuova costruzione (linea rossa).

La distanza tra le due curve evidenzia che il sistema di generazione diesel di ciascuna isola, caratterizzato dalla potenza media installata e in uso, presenta mediamente performance energetiche inferiori rispetto a quanto ottenibile in media dai motori diesel nuovi di pari potenza, nonostante questi ultimi si riferiscono a un regime di carico non ottimale (pari al 75% della potenza nominale dei generatori diesel).

Tuttavia occorre sottolineare che il regime di carico 75%, sebbene sia inferiore a quello ottimale, potrebbe non essere sufficientemente descrittivo delle condizioni di carico medie alle quali i generatori diesel devono effettivamente operare, stante le condizioni di variabilità della domanda elettrica isolana.

A titolo indicativo si riporta che, da un'analisi effettuata da RSE sui generatori diesel di Ustica, è stato rilevato che il **regime di carico medio** dei generatori in esercizio nell'anno fra Settembre 2015 – Agosto 2016 è stato **pari a quasi il 60%** (questo valore è stato determinato applicando la metodologia riportata in allegato).

Per un confronto preliminare, nell'ipotesi che tale regime sia comune a tutte le isole, sono stati stimati per interpolazione i valori di consumo specifico al 60% di motori diesel nuovi, limitatamente a due prodotti per i quali erano disponibili anche i dati al 50%.

Generatore diesel CAT-3512B Prime	1360 kW	consumo a regime di carico 60% = 233,4 g/kWh
Generatore diesel CAT-C18 Prime	545 kW	consumo a regime di carico 60% = 237,9 g/kWh

In questi due casi, il passaggio dal carico 75% al carico 60% comporta un incremento significativo del consumo specifico, in un caso addirittura superiore a quello stimato dalla regressione dei sistemi isolani (come si rileva in Figura 9 in cui sono riportati i consumi specifici dei due generatori diesel considerati).

Pur considerando la sporadicità statistica di questi ultimi dati, si propone in via conservativa e temporanea l'adozione della relazione [1] ai fini della determinazione del consumo specifico efficiente delle isole non interconnesse.

## 2.2 Costo del combustibile e incidenza dei costi di trasporto

Le valutazioni relative al costo del combustibile e all'incidenza dei costi di trasporto sul prezzo totale di acquisto, sono state fatte a partire dai dati dichiarati dai Gestori locali per 18 isole (8 isole Enel, 10 isole IEM). Per tali isole sono disponibili le serie storiche 2010-2016 di:

- quantitativo totale di combustibile acquistato nell'anno (kg)
- costo totale del combustibile acquistato nell'anno (€)

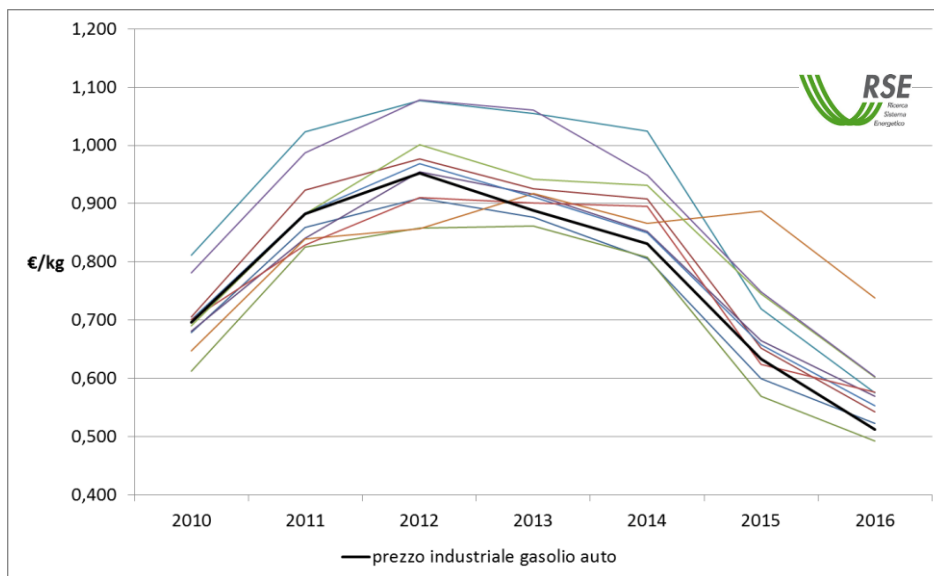
In 4 casi, i gestori hanno fornito anche l'informazione relativa al solo costo di trasporto.

I costi unitari di acquisto del combustibile (€/kg) per le 18 isole in oggetto sono riepilogati nella Tabella A-2 in Allegato. Si segnala che per le isole di Salina e Stromboli, in ciascuna delle quali sono presenti due impianti di generazione indipendenti, Enel ha fornito dati separati.

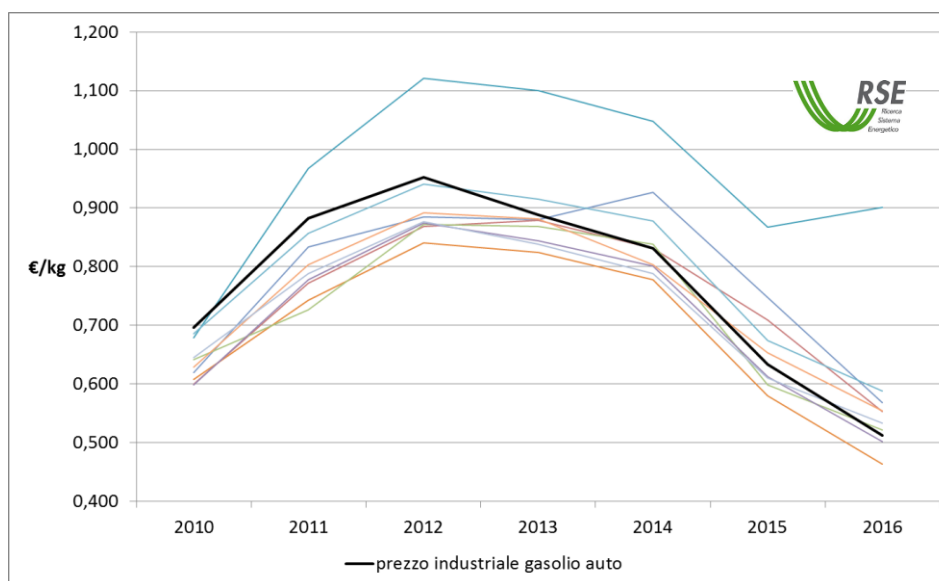
Si fa notare che i costi unitari di acquisto carburante per l'impianto di Ginostra (isola di Stromboli) risultano fino a tre volte superiori a quelli dichiarati per le altre isole, ciò a causa delle condizioni di trasporto particolarmente disagiate che comportano necessariamente il trasporto in elicottero; tali dati sono stati pertanto esclusi dalle analisi successive. Anche nel caso di Capraia sono stati rilevati valori particolarmente elevati, a partire dal 2011, in particolare se confrontati con gli altri impianti gestiti da Enel (si veda il secondo grafico in basso). Questo è spiegabile con la conversione a biodiesel degli impianti di questa isola, avvenuta, secondo i dati in nostro possesso, tra il 2011 e il 2013. Come per Ginostra, anche i dati di Capraia sono stati esclusi dalle successive analisi.

Come primo passaggio si è cercato di stabilire una relazione tra il prezzo di acquisto del combustibile e l'andamento dei prezzi dei prodotti petroliferi. A tale fine sono stati presi come riferimento i costi di acquisto del combustibile dei quattro casi in cui sono stati esposti separatamente dai costi di trasporto (Favignana, Ustica, Levanzo e Tremiti). Analizzando i prezzi dei prodotti petroliferi resi disponibili dal Ministero dello Sviluppo Economico<sup>3</sup>, si è stabilito di utilizzare come riferimento la serie storica su base settimanale del prezzo industriale del gasolio per auto (utilizzando un valore di densità del gasolio pari a 0,845 kg/l per la conversione da €/l a €/kg).

Nei grafici che seguono sono confrontati gli andamenti del **costo di acquisto totale** (ovvero comprensivi della componente trasporto) delle diverse isole con il prezzo industriale medio annuo del gasolio per auto. Le serie sono presentate separatamente per le isole IEM e per quelle Enel.



**Figura 10 - Confronto dell'andamento del prezzo industriale del gasolio per auto con il costo di acquisto del combustibile nelle isole IEM per il periodo 2010-2016.**



**Figura 11 - Confronto dell'andamento del prezzo industriale del gasolio per auto con il costo di acquisto del combustibile nelle isole Enel per il periodo 2010-2016.**

<sup>3</sup><http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/mercato-e-consumatori/prezzi/mercati-dei-carburanti/struttura-del-prezzo-medio-nazionale-dei-prodotti-petroliferi>

Come si può notare, nei primi anni della serie storica, il costo del combustibile risulta generalmente inferiore a quello del gasolio per auto, mentre negli anni più recenti, la situazione si inverte. Tale andamento potrebbe essere spiegato dal fatto che la componente trasporto (dipendente da molti fattori quali la distanza, le modalità di trasporto e il numero di viaggi, a loro volta dipendenti in qualche modo dal prezzo del petrolio) non presenta lo stesso tasso di variazione del prezzo del solo combustibile.

Per meglio indagare tale aspetto, si è provato ad analizzare i dati disponibili utilizzando come prezzo di riferimento del combustibile la media dei valori esposti per le quattro isole in ciascun anno ( $C_{4i}$ ).

Costo unitario gasolio (senza trasporto) [€/kg]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
$C_{4i}$ : Media_Favignana Levanzo Ustica Tremiti	0,586	0,782	0,838	0,807	0,756	0,539	0,451

Usando come prezzo di riferimento il costo medio  $C_{4i}$  si ottengono i valori di incidenza riportati nella seguente tabella.

**Tabella 4 - Incidenza dei costi di trasporto del combustibile calcolata in base al prezzo del combustibile  $C_{4i}$ .**

Incidenza del costo di trasporto sul costo totale del gasolio	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Favignana	13%	10%	9%	10%	11%	14%	17%
Levanzo	15%	11%	11%	12%	12%	13%	16%
Tremiti	7%	5%	5%	5%	6%	8%	9%
Ustica	15%	10%	11%	12%	12%	17%	18%
Lampedusa	28%	24%	22%	23%	26%	25%	22%
Linosa	9%	7%	2%	12%	13%	39%	39%
Lipari	16%	12%	13%	11%	11%	18%	19%
Marettimo	16%	6%	8%	10%	16%	13%	22%
Pantelleria	15%	11%	16%	14%	19%	28%	25%
Ponza	3%	3%	3%	3%	3%	4%	5%
Ventotene	15%	25%	34%	36%	38%	57%	97%
Alicudi	4%	-5%	0%	2%	2%	5%	2%
Filicudi	6%	7%	5%	8%	21%	29%	21%
Malfa	2%	-1%	4%	8%	9%	28%	20%
Santa Marina Salina	9%	-7%	4%	7%	10%	10%	14%
Panarea	2%	0%	4%	4%	5%	11%	9%
Stromboli	16%	9%	11%	12%	15%	21%	25%
Vulcano	7%	3%	6%	9%	6%	19%	19%

I valori negativi presentati in molti casi dalle isole Enel evidenziano, ancora meglio del confronto dei costi totali presentato nei grafici precedenti, come la gestione Enel possa garantire complessivamente acquisti a prezzi inferiori rispetto alle gestioni operate dalle singole realtà IEM.

Prendendo dunque in considerazione le sole isole IEM, si è proceduto ad analizzare i dati al fine di individuare un modello statistico adatto a spiegare la dipendenza del costo di trasporto dalla distanza dal porto di provenienza e dal costo del carburante usato per il trasporto.

Per la variabile distanza sono state misurate le rotte tra il porto isolano e il porto commerciale più vicino. Per la variabile “costo del carburante per il trasporto” è stata usata la serie storica del prezzo industriale dell’olio combustibile BTZ utilizzato per la navigazione, pubblicata da mise (<http://dgsaie.mise.gov.it/>).

Il modello individuato è descritto dalla seguente funzione:

$$C_{tr} = 0,0014 (D \cdot C_n) + 0,0594 \quad [4]$$

dove

$C_{tr}$  è il costo unitario per la componente trasporto

$D$  è la lunghezza della rotta

$C_n$  è il prezzo dell’olio combustibile BTZ

Escludendo i valori dell’isola di Linosa (aventi un andamento poco congruente con gli altri), il coefficiente di determinazione della correlazione  $R^2$  è pari a 0,5743.

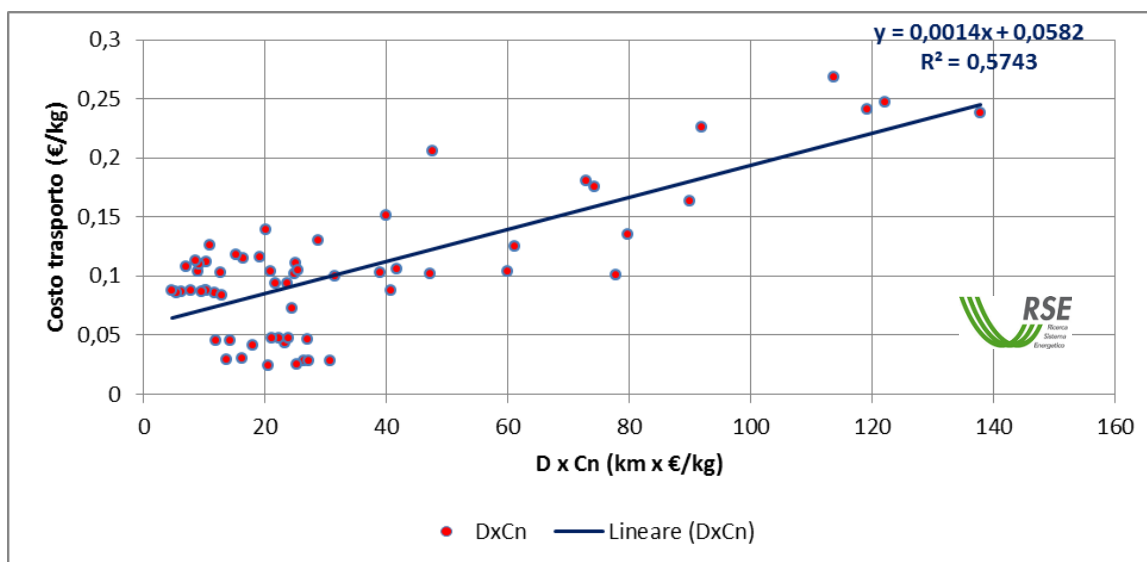


Figura 12 – Andamento del costo di trasporto unitario del combustibile in funzione della Distanza dal porto di provenienza e dal costo del carburante navale.

A partire da questo modello è possibile proporre un semplificato per calcolare l’incidenza media del trasporto rispetto al prezzo di acquisto del combustibile ( $I_t$ ) in funzione della distanza dal porto di approvvigionamento ( $D$ )

$$I_{t(D)} = 0,0009 \cdot D + 0,0918 \quad R^2 = 0,9212 \quad [5]$$

Per cui il costo unitario totale di acquisto del combustibile da riconoscere a ciascuna isola risulta:

$$C_{standard} = \text{Prezzo base combustibile} \cdot (I_{t(D)} + 1) \quad [6]$$

Alla luce dei dati disponibili, tuttavia, tale modello appare poco robusto, poiché basato sull’ipotesi che il prezzo base del combustibile sia pari a  $C_{4i}$ , ovvero la media dei prezzi dichiarati dalle sole 4 IEM prima citate.

Si è quindi optato per un modello che metta in relazione il costo totale di acquisto del combustibile ( $C_{standard}$ ) con il prezzo industriale del gasolio per auto ( $C_{gasolio\ auto}$ ) e con la distanza dal porto di approvvigionamento ( $D$ ). In questo caso il modello statistico proposto è una regressione lineare multipla espressa come segue:

$$C_{standard} = a + b \cdot C_{gasolio\ auto} + c \cdot D \quad [7]$$

Considerando l'insieme delle isole, la funzione risultante è la seguente:

$$C_{\text{standard}} = 0,0653 + 0,867 \cdot C_{\text{gasolio auto}} + 0,00052 \cdot D \quad R^2 = 0,80 \quad [8]$$

Tenendo conto delle considerazioni già esposte in merito alla differenza dei costi unitari tra gestione IEM e gestione Enel, si propongono in alternativa due regressioni differenti, una valida per Enel l'altra per le IEM.

$$C_{\text{standard IEM}} = 0,062563 + 0,912 \cdot C_{\text{gasolio auto}} + 0,00048 \cdot D \quad R^2 = 0,826 \quad [9]$$

$$C_{\text{standard Enel}} = 0,063805 + 0,8108 \cdot C_{\text{gasolio auto}} + 0,00064 \cdot D \quad R^2 = 0,867 \quad [10]$$

Si noti che tutte le relazioni presentano coefficienti di determinazione superiori a 0,8.

### 2.3 Costo evitato efficiente per le isole minori

In ultimo si riportano i valori di costo evitato efficiente calcolati per ciascuna isola in base ai modelli proposti nei paragrafi precedenti.

Nella tabella seguente sono proposti nelle colonne "Opzione 1" i risultati dell'applicazione della [8], valida per l'insieme delle isole, mentre nelle colonne "Opzione 2" i risultati dell'applicazione di [9] e [10], validi rispettivamente per le isole IEM e per le isole Enel. In entrambi i casi il valore utilizzato di Costo industriale del combustibile per auto è riferito all'anno 2016 ed è calcolato come media dei dati medi settimanali pubblicati sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico (<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/mercato-e-consumatori/prezzi/mercati-dei-carburanti/struttura-del-prezzo-medio-nazionale-dei-prodotti-petroliferi>) per un valore di densità pari a 0,845 kg/l.

Il consumo specifico efficiente è calcolato in base alla [1] considerando la potenza nominale media installata nelle isole al 2016.

**Tabella 5 - Costo evitato efficiente nelle Isole Minori, calcolato con riferimento alla potenza media installata in ciascuna isola nel 2016 e al costo di combustibile per auto medio nel 2016.**

Isola	Pn Media dei Gen. Diesel [2016]	Distanza da porto commerciale	Consumo specifico efficiente	Opzione 1		Opzione 2	
				Costo standard del combustibile	costo evitato efficiente	Costo standard del combustibile	costo evitato efficiente
	kW	km	kg/MWh	€/kg	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Favignana	1.628	19	228,585	0,519	118,7	0,539	123,1
Lampedusa	2.821	225	221,010	0,626	138,4	0,638	140,9
Levanzo	177	17	259,163	0,518	134,3	0,538	139,3
Linosa	435	173	246,772	0,599	147,9	0,613	151,2
Marettimo	331	40	250,537	0,530	132,8	0,549	137,5
Pantelleria	3.128	147	219,587	0,586	128,6	0,600	131,8
Ponza	1.263	50	232,084	0,535	124,2	0,554	128,5
Lipari	1.700	47	227,989	0,534	121,7	0,552	125,9
Tremiti	657	44	241,090	0,532	128,3	0,551	132,7
Ustica	934	77	236,242	0,549	129,8	0,566	133,8
Giglio	908	21	236,631	0,520	123,1	0,540	127,7
Capri	1.624	27	228,619	0,523	119,6	0,542	124,0
ALICUDI	167	130	259,964	0,577	149,9	0,562	146,1
FILICUDI	329	110	250,620	0,566	142,0	0,549	137,7
CAPRAIA	478	50	245,473	0,535	131,4	0,511	125,4
SALINA	1.313	80	231,549	0,551	127,5	0,530	122,8
PANAREA	76	80	270,812	0,551	149,2	0,530	143,6
STROMBOLI	715	60	239,924	0,540	129,7	0,517	124,1
VENTOTENE	1.220	53	232,561	0,537	124,8	0,513	119,3
VULCANO	480	40	245,415	0,530	130,1	0,505	123,8



### **3 VALUTAZIONE DEL COSTO DEGLI INTERVENTI E VALORIZZAZIONE DALLA REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI FER PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA O TERMICA NELLE ISOLE MINORI**

In questa sezione, si forniscono indicazioni sui costi per la realizzazione e la gestione di impianti FER per la produzione di energia elettrica e termica nelle Isole Minori, al fine di valutare il costo degli interventi di introduzione degli impianti e valorizzare la possibile remunerazione che dovrebbe essere ad essi riconosciuta per garantire un equo ritorno dell'investimento.

Per la produzione di energia elettrica l'analisi riguarda i soli impianti fotovoltaici, in quanto ritenuti la tecnologia con maggiori possibilità realizzative nello specifico contesto delle isole minori.

Per la produzione di energia termica, sono presi in considerazione i collettori solari indicati nell'Allegato 2 del DM del 14 febbraio 2017 asservibili alla copertura dei consumi di acqua calda e impianti Solar cooling, per il raffrescamento estivo.

Nella determinazione dei costi si è tenuto conto che nelle Isole Minori gli impianti FER presentano un costo di realizzazione e di gestione superiore agli analoghi sul resto d'Italia e tale incremento varia in funzione delle caratteristiche logistiche delle Isole come di seguito indicato.

#### **3.1 Analisi dei costi**

I costi di realizzazione e di gestione di impianti per la generazione di energia elettrica dipendono da vari fattori fra cui principalmente:

- potenza dell'impianto;
- tipo di installazione.

Tali costi risultano maggiorati nelle Isole Minori per vari motivi, fra cui:

- trasporto dei materiali verso le isole (dipendente dalla distanza dell'isola dal referente porto di partenza);
- trasporto dei materiali sulle stesse isole (dipendente dalle dimensioni dell'isola e dalla consistenza della sua viabilità interna);
- disponibilità nell'isola di personale specializzato nell'installazione e manutenzione degli impianti.

Per le analisi sui tali costi e sulla determinazione della relativa remunerazione, oltre alle conoscenze di RSE, sono stati utilizzati i dati collezionati nel corso di indagini di mercato e di contatti con Operatori del settore (Costruttori, Distributori, Progettisti, Installatori) operanti in ambito nazionale nonché con Operatori locali (principalmente proprietari di impianti FV su alcune isole minori). Una più affinata valutazione dei costi potrà essere effettuata utilizzando informazioni relative a tutte le isole minori.

In particolare, è stato possibile raccogliere informazioni tecnico-economiche relative a installazioni su tetto per impianti con potenza nominale<sup>4</sup> fino a 10 kW, e a installazioni a terra per impianti fino a 1MW.

A partire dai dati raccolti sono stati quindi definiti dei cluster tipologia/potenza e i relativi parametri tecnico – economici da utilizzarsi per le successive analisi. Tali parametri, riepilogati in Tabella 6, sono descritti di seguito.

---

<sup>4</sup> Per potenza nominale di un impianto FV ai fini dell'incentivazione si intende la somma delle potenze a Condizioni Normalizzate di Prova (STC) dei moduli dell'impianto; si tratta pertanto di potenza in corrente continua. E' da notare che la potenza nominale in corrente alternata di un impianto fotovoltaico dipende dalla potenza nominale dell'inverter.

Ore di equivalenti di funzionamento annuo alla potenza nominale:

il valore è stimato dai dati statistici di radiazione solare (rilevati nel corso di circa 20 anni) moltiplicati per il fattore prestazionale dell'impianto; per le isole minori italiane è stato utilizzato il valore di 1.550 ore/anno che è un valore tipico delle isole minori italiane, come indicato da PVGIS<sup>[1]</sup>, per un impianto FV con moduli in Silicio installati su un piano inclinato 30° e orientato verso SUD;

Degrado annuo :

è dato dalla diminuzione percentuale di produttività annua; questo parametro è stato posto pari a 0,5% sulla base di analisi pluriennali condotte da RSE su impianti fotovoltaici installati nel territorio nazionale [1],[2].

Vita utile:

per tutte le tipologie di impianto è stata considerata una vita utile pari a 25 anni, come indicato da analisi pluriennali effettuate da RSE [1],[2], dagli operatori di settore interpellati, nonché dalle Linee Guida all'analisi costi-benefici dei progetti di investimento (2014-2020) della Commissione Europea.

Costo di investimento:

comprende tutti i costi necessari per la realizzazione degli impianti e include una maggiorazione per l'installazione sulle isole minori; in particolare:

- costo dei componenti (comprensivo di IVA solo per gli impianti FV fino a 6kW, in quanto si ritiene che l'investitore "tipo" per questa tipologia di impianti sia un Soggetto Privato);
- costi di progettazione e di autorizzazione all'installazione,
- costi di acquisto del terreno
- costi di preparazione del terreno necessari per la posa degli impianti e per la sistemazione finale della realizzazione; questi costi sono notevolmente variabili in funzione sia dell'orografia del terreno (che impone di prevedere opere di sbancamento e rinterro che comportano spesso il trasporto via nave dei materiali di risulta verso le discariche autorizzate), sia degli obblighi di realizzazione di opere di mitigazione ambientale (ad es., muretti perimetrali in pietra locale e piantumazione di vegetazione perimetrale) imposte dalla competente autorità in conseguenza delle qualità paesaggistiche delle isole.

Costo di O&M:

comprende tutti i costi necessari per le attività di gestione e manutenzione degli impianti e include una maggiorazione per l'installazione sulle isole minori; i valori sono stati determinati sulla base di informazioni ricevute da alcuni operatori sul territorio nazionale e da alcuni operatori isolani che stanno già gestendo alcuni impianti FV.

Maggiorazione costi:

l'incremento è stato effettuato applicando una percentuale uguale per le varie isole; la disponibilità di informazioni specifiche per le varie isole potrà consentire una più precisa valorizzazione dell'incremento da applicare su ciascuna isola o tipologia di isola.

---

<sup>[1]</sup> PVGIS è il "Sistema informazioni geografiche per il fotovoltaico" reso disponibile da EU JRC di Ispra (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=it&map=europe>)

**Tabella 6 – Dati utilizzati per le analisi dei costi degli impianti FV nelle isole minori.**

Tipologia di installazione		Tetto	Tetto	Terra	Terra
<b>Potenza</b>	<b>kW</b>	<b>P ≤ 6</b>	<b>6 &lt; P ≤ 20</b>	<b>6 &lt; P ≤ 200</b>	<b>P &gt; 200</b>
Ore equivalenti di funzionamento annuo alla potenza nominale	h/a	1.550	1.550	1.550	1.550
Vita utile	a	25	25	25	25
Degrado annuo	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Costo Investimento (CAPEX)	€/kW	1.800-2.400	1.630-2.200	1.500-2.000	1.400-1.800
Incluso maggiorazione per IM	%	15%	12%	12%	10%
Costo O&M (OPEX)	€/kW/a	52	48	46	44
Incluso maggiorazione per IM	%	30%	25%	22%	21%

### 3.2 Valutazione dei costi

Per la valutazione dei costi è stata utilizzata la metodologia del Levelized Cost Of Electricity (LCOE), che permette di calcolare il costo unitario di produzione secondo la formula semplificata:

$$LCOE (\text{€kWh}) = \frac{\sum_i^n I_i (1+r)^{-i} + \sum_i^n OM_i (1+r)^{-i} - VR(1+r)^{-i}}{\sum_i^n EE_i (1+r)^{-i}}$$

Dove:

- n: periodo di analisi dell'investimento
- $I_i$ : costo di investimento sostenuto nell'anno i-esimo
- OM: costo di gestione e manutenzione dell'impianto sostenuto nell'anno i-esimo
- VR: valore residuo dell'impianto al termine del periodo di analisi dell'investimento
- EE: energia elettrica prodotta nell'anno i-esimo
- r: tasso di attualizzazione

Il parametro **LCOE** è comunemente usato per valutare la convenienza economica degli impianti di produzione energetica e rappresenta il prezzo al quale l'energia generata deve essere valorizzata per pareggiare tutti i costi associati all'impianto nel corso del suo ciclo di vita: investimento iniziale, gestione e manutenzione, costo delle materie prime eventuali (es. carburante) e costo del capitale. In altre parole, il LCOE è il prezzo al quale l'energia prodotta deve essere valorizzata in modo tale che il valore attuale netto dell'investimento, all'ultimo anno, sia pari a zero.

Tale valore dipende in maniera decisiva dal tasso di attualizzazione prescelto, ovvero sia il tasso al quale costi e quantità di energia vengono scontate all'attualità. Tanto maggiore è il tasso impiegato, tanto più elevato dovrà essere il prezzo di valorizzazione dell'energia. Il tasso di attualizzazione, quindi, rappresenta un tasso "obiettivo" dell'investimento per il soggetto responsabile dell'investimento stesso. Tale tasso "obiettivo" viene in genere definito tramite il **WACC** (Weighted Average Cost of Capital oppure Costo medio ponderato del capitale), ovvero sia la stima del costo del capitale sostenuto da un soggetto per la propria attività. Tale costo si dice ponderato perché i due elementi di cui è composto, il capitale di rischio e il capitale di debito, vengono pesati sulla base della composizione del mix di capitale che il soggetto proponente l'investimento impiega per finanziare l'attività.

In questo studio è stato utilizzato un tasso “base” del 4% (in termini reali), ritenuto il tasso minimo di rendimento necessario a convincere un operatore economico a investire in un’attività – produzione di energia da fonti rinnovabili in una piccola isola – generalmente più rischiosa rispetto a investimenti con un livello di incertezza, associata ai flussi di cassa prodotti, molto basso o assente (*risk-free*), come ad esempio i titoli di stato.

Ai fini delle presenti analisi, il periodo di analisi dell’investimento corrisponde alla durata del periodo di incentivazione.

Il calcolo del LCOE, per le diverse tipologie di impianti considerate, è stato effettuato utilizzando i seguenti parametri:

Costi di investimento:

sono stati considerati per ogni tipologia di impianto i costi minimi e massimi riportati in Tabella 6;

Capitale di rischio e capitale di debito :

nella determinazione dell’LCOE è stato ipotizzato che, per tutti i casi esaminati, il soggetto responsabile dell’investimento faccia ricorso esclusivamente al capitale di rischio (equity) per il finanziamento delle varie soluzioni. Il tasso di attualizzazione di base utilizzato (4%), quindi, deve essere inteso come tasso di rendimento del solo capitale di rischio. Tuttavia, gli operatori del settore intervistati per la realizzazione dello studio, hanno evidenziato come, generalmente, gli investimenti in impianti FER vengano finanziati in gran parte tramite capitale di debito e solo in maniera minoritaria con capitale di rischio. Per questo motivo, nel caso si vogliano quantificare i valori di LCOE per i diversi impianti utilizzando il WACC come tasso “obiettivo”, si consiglia di utilizzare le seguenti percentuali per il calcolo del WACC: 80% capitale di debito e 20% capitale di rischio.

Costi non considerati:

non sono compresi ammortamento, costi di assicurazione né tasse e imposte (IMU).

Tempo di analisi dell’investimento/durata dell’incentivo:

sono stati considerati periodi di 12 e 20 anni per gli impianti fotovoltaici, che sono stati giudicati quelli più interessanti per la loro valutazione economica, in funzione dei costi attuali.

Valore residuo dell’impianto al termine del periodo di incentivazione :

è stato stimato tramite il valore attuale netto dei flussi di cassa negli anni di vita rimanenti dell’impianto fino alla sua vita utile (pari a 25 anni), considerando un prezzo dell’energia venduta alla rete dopo il periodo di incentivazione pari a 0,07€/kWh.

Valore dell’energia prodotta annualmente dall’impianto FER:

tale valore è stato determinato dal prodotto tra potenza nominale dell’impianto e le ore annue equivalenti di funzionamento alla potenza nominale, corretto per il coefficiente di degrado annuo.

I risultati del calcolo del LCOE sono riportati nella seguente Tabella 7

**Tabella 7 – Costi e LCOE per le diverse tipologie di impianti considerate.**

Fonte	Potenza [kW]	Tipo Installazione	Costo investimento [€/kW]		O&M [€/kW/a]	Incentivazione anni	Con tasso attualizzazione pari a 4%		
			min	max			Valore Residuo €	LCOE [€/kWh]	
	(*)							min	max
FV	6	A tetto	1.800	2.400	52	12	1.008	0,168	0,210
						20	301	0,137	0,167
	20	A tetto	1.630	2.200	48	12	4.108	0,150	0,191
						20	1.249	0,124	0,152
	200	A terra	1.500	2.000	46	12	44.821	0,138	0,174
						20	13.704	0,116	0,140
	> 200	A terra	1.400	1.800	44	12	74.716	0,127	0,156
						20	22.995	0,108	0,128

### 3.3 Impianti con Pannelli Solari Termici

Il DM del 14 febbraio 2017 prevede una remunerazione anche per gli impianti con pannelli solari termici per la copertura dei consumi di acqua calda sanitaria (ACS) e per il *solar cooling*.

Per determinare il valore di remunerazione di tali impianti è stata considerata, per gli impianti asserviti alla sola produzione di ACS, sia la tecnologia a circolazione naturale, adatta a impianti monofamiliari, sia la tecnologia a circolazione forzata, necessaria nel caso di utenze maggiori. L'impiego dell'energia solare per il raffrescamento degli ambienti (*solar cooling*) rappresenta una soluzione particolarmente interessante poiché consente di utilizzare la fonte solare con modalità particolarmente strategiche - in quanto la radiazione solare è più elevata in corrispondenza di un maggior fabbisogno di condizionamento- e di garantire nel contempo il fabbisogno di acqua calda sanitaria. Il numero di sistemi di *solar cooling* installati nel mondo è tuttavia ancora ridotto e le applicazioni commerciali sono poco diffuse. La tecnologia è da considerarsi allo stadio precompetitivo di sviluppo, nonostante la maggior parte dei componenti degli impianti siano spesso disponibili sul mercato. Pertanto si ritiene che al momento non sia possibile fornire dati economici realmente indicativi di questo settore.

Per le analisi sono stati utilizzati i dati collezionati nel corso di indagini di mercato, maggiorati del 10% per tenere conto delle condizioni logistiche medie delle isole minori. I risultati sono sintetizzati nella tabella che segue.

I costi di manutenzione sono stimati pari all'1%, per i pannelli a circolazione naturale, e al 2% per quelli a circolazione forzata.

**Tabella 8 – Dati utilizzati per le analisi dei costi di impianti con Pannelli Solari Termici nelle isole minori.**

Tipologia		Circolazione naturale		Circolazione forzata	
Superficie dei pannelli	m <sup>2</sup>	2		4	
Accumulo termico	litri	160		300	
Costo Investimento (CAPEX)	€/m <sup>2</sup>	min	max	min	max
		500	900	900	1200
Costi di manutenzione (Opex)	€/m <sup>2</sup> anno	10	10	18	24

La differenza di costi per ogni tipologia è dovuta sia alla differente qualità dei prodotti che ai diversi costi di installazione che possono rendersi necessari a seconda delle condizioni di installazione finali. Ai fini delle successive valutazioni è stato utilizzato un valore medio per ciascuna tipologia.

Si specifica che per il calcolo degli incentivi si è incluso nel beneficio economico annuo sia il risparmio dovuto al mancato acquisto di un boiler elettrico di pari capacità, sia il risparmio dovuto all'energia elettrica non consumata per la produzione di ACS, nell'ipotesi che tali impianti vadano a sostituire, appunto, il boiler elettrico. A tale fine sono stati considerati i seguenti parametri:

- Costo di acquisto boiler: quantificato in 100€ per ogni m<sup>2</sup> di pannello solare termico
- Utilizzo: l'energia effettivamente utilizzata per la produzione di acqua calda è stata stimata pari al 60% del valore convenzionale di 600 kWh/m<sup>2</sup>anno definito dal DM del 14 febbraio 2017; ciò nell'ipotesi che i consumi di ACS sulle isole non siano continui nel corso dell'anno e risultino complessivamente inferiori all'esigenza media nazionale.
- Costo energia elettrica: 0,120 €/kWh, valorizzazione nell'ipotesi di utenza domestica residenziale

Per entrambe le tecnologie considerate, è stata determinata quindi la remunerazione da riconoscere annualmente per ogni metro quadro di superficie lorda<sup>5</sup>, e al netto dell'energia elettrica risparmiata, in funzione del periodo di remunerazione. In entrambi i casi, il risparmio di energia elettrica dovuto all'installazione dei pannelli non è sufficiente a rendere, da solo, economicamente conveniente l'investimento, nell'arco di vita dell'impianto: il valore attuale netto (VAN) (calcolato ipotizzando un tasso di attualizzazione del 4%, come per fotovoltaico, e una durata dell'investimento di 15 anni, pari alla vita utile dei pannelli) è infatti negativo per tutte le tipologie. L'incentivo è stato quindi quantificato come la somma che è necessario riconoscere all'investitore, nell'anno zero, per rendere il VAN non negativo (uguale a zero). Gli incentivi stimati sono riportati in Tabella 9.

**Tabella 9 - Incentivi per l'installazione di pannelli solari termici per la produzione di ACS nelle piccole isole.**

	Capex medio €/m <sup>2</sup>	Opex medio €/m <sup>2</sup> anno	Incentivo €/m <sup>2</sup>
Circolazione naturale	700	10	231
Circolazione forzata	1050	21	703

<sup>5</sup> Per superficie lorda del pannello solare termico si intende il valore  $A_g$  come specificato nel documento GSE "Regole applicative del D.M. 16 Febbraio 2016"

## **BIBLIOGRAFIA**

- [1] D. Bertani, S. Guastella, G. Maugeri - I sistemi di generazione fotovoltaica: monitoraggio, diagnostica, gestione e prestazioni dopo vari anni di esercizio, Rapporto RSE n. 16002359
- [2] D. Bertani, S. Guastella, G. Maugeri - Sistemi di generazione FV: diagnostica, gestione e prestazioni dopo vari anni di esercizio, Rapporto RSE n. 17001377

## ALLEGATO A

### Procedura di calcolo del regime di carico medio dei generatori Diesel

Caso studio: isola di Ustica

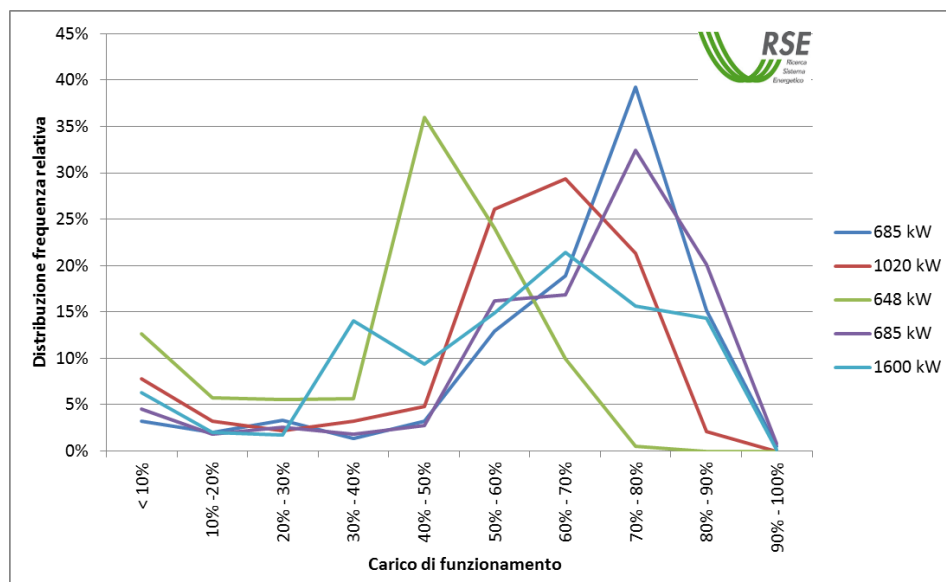
Dati disponibili: dato di produzione orari di ciascun gruppo Diesel per un anno (anno di riferimento per l'analisi: Settembre 2015 – Agosto 2016)

Per ciascun gruppo Diesel:

- Per ciascuna ora di funzionamento è stato calcolato il carico medio di funzionamento (espresso in %, pari al rapporto tra il valor medio della potenza generata e la potenza nominale del gruppo);
- È stata quindi calcolata la distribuzione di frequenza assoluta (e relativa) del carico di funzionamento, con step pari a 1% (ovvero il n° di ore durante le quali il gruppo ha operato con carico di funzionamento compreso, ad esempio, tra 60% e 61%, tra 61% e 62%, ecc.);
- È stato infine calcolato il carico medio di funzionamento (media pesata sulle ore di funzionamento)
- I risultati ottenuti sono riportati nella seguente tabella:

	Gruppo 1	Gruppo 2	Gruppo 3	Gruppo 4	Gruppo 5	Tot.
<b>Potenza nominale [kW]</b>	685	1020	648	685	1600	
<b>Carico medio di funzionamento</b>	66,3%	57,1%	42,3%	66,0%	58,3%	<u>59,6%</u>

La rappresentazione grafica della distribuzione di frequenza relativa del carico di funzionamento di ciascun gruppo (con step pari a 10%) è visibile nella seguente figura:



È osservabile come, in funzione della modalità di gestione e della tipologia di utilizzo di ciascun gruppo Diesel (ad es: carico base, carico di punta), il carico di funzionamento medio possa variare considerevolmente.



Note:

- Nel l'anno di riferimento, sono state analizzate 10.285 ore (durante le quali ha operato almeno un gruppo Diesel);
  - I gruppi Diesel sono stati utilizzati in maniera abbastanza omogenea: in media 2.057 ore ciascuno;
  - I gruppi Diesel installati nell'isola di Ustica, così come quelli della maggioranza delle isole minori non interconnesse, hanno taglia crescente (nel caso di Ustica: da 648 kW fino a 1600 kW); ciò ha consentito di "inseguire" efficacemente l'andamento stagionale dei carichi elettrici e di far operare i gruppi Diesel ad un carico medio più elevato.
-